



С.Н. Закиров
д-р техн. наук
профессор
ИПНГ РАН¹
лаборатория
газонефтеконденсатоотдачи
пластов
главный научный сотрудник



А.Н. Дроздов
д-р техн. наук
РГУ нефти и газа им. Губкина²
кафедра разработки и эксплуатации
нефтяных месторождений
профессор
Drozdov_AN@mail.ru



Б.Г. Алексеев
ООО «Лукойл-Коми»³
заместитель генерального
директора по разработке
месторождений – главный геолог



А.В. Колобанов
ООО «Лукойл-Коми»³
начальник отдела разработки нефтяных
и газовых месторождений

Природные проявления геомеханических процессов

¹Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3.

²Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т., 65.

³Россия, 169712, Республика Коми, Усинск, ул. Нефтяников, 31.

Возможность геомеханических процессов при разработке месторождений нефти и газа признавалась давно. С ними связывались просадки дневной поверхности, землетрясения над и около разрабатываемых месторождений, осложнения при бурении и эксплуатации скважин. Лабораторные эксперименты касательно изменений фильтрационно-емкостных свойств на кернах начались, видимо, с серии работ Фэтта. Его и иные лабораторные эксперименты показали, что при увеличении эффективного давления (разница между горным и пластовым давлением) имеет место снижение коэффициентов пористости и проницаемости кернов. При обратном уменьшении эффективного давления в кернах проявляются упругие, упругопластические и пластические деформации. Однако при этом, например, значение коэффициента проницаемости не превосходит начального значения. Более корректные лабораторные эксперименты на кернах месторождения Тенгиз показали, что при снижении эффективного давления значения коэффициентов проницаемости могут превосходить их первоначальные значения. Однако очевидно, что если полагаться только на единичные керновые исследования при проектных работах, то можно придти и к негативным последствиям. В данной статье рассматриваются результаты «природных экспериментов» касательно геомеханических процессов на двух эксплуатационных скважинах, имевших место при периодической добыче нефти

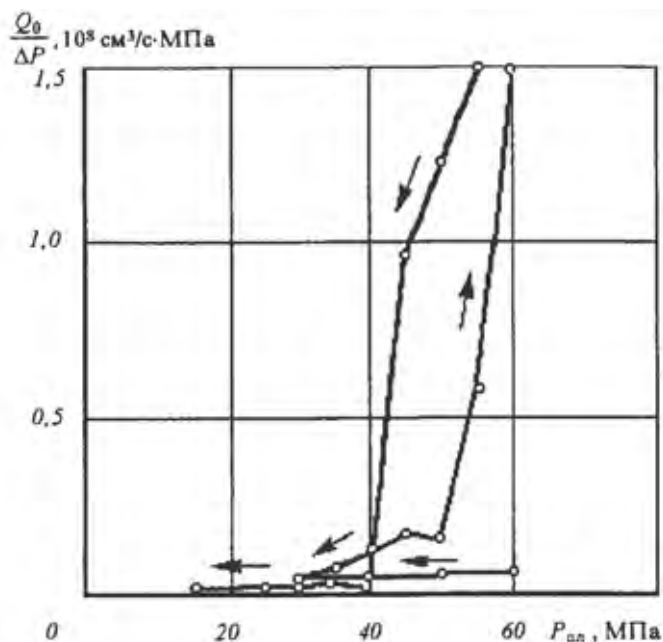
Ключевые слова: добывающая скважина; периодическая эксплуатация скважины; карбонатный коллектор; геомеханический процесс и его влияние на продуктивность скважины

На деформационные процессы в пласте впервые обратил внимание проф. И.Н. Стрижов [1]. Им обосновывалось изменение объема порового пространства за счет сжимаемости нефтеносных пород при отборе нефти. С тех пор в нефтегазовой науке выполнено в России и за рубежом огромное число лабораторных и теоретических исследований. Остановимся только на лабораторных экспериментах, имеющих отношение к последующему изложению.

Основой для традиционной методологии лабораторных исследований применительно к деформационным, геомеханическим процессам до сих пор остается заложенная в 1950-х гг. Фэттом [2]. Суть этих экспериментов состоит в следующем.

Исследуемый образец керна помещается в деформируемую оболочку. В процессе экспериментирования оболочка вместе с керном подвергается гидрообжиму, моделирующему горное давление. При этом через керн реализуется фильтрация, например, нефти при невысоком давлении (в несколько атмосфер). Это позволяет определять коэффициент проницаемости при изменении эффективного давления, которое реализуется за счет соответствующего изменения давления гидрообжима. Другая отличительная особенность таких экспериментов в том, что моделирование деформации коллектора реализуется в 1D постановке (всестороннее нагружение).

Рис. 1. Зависимость коэффициента продуктивности от изменяющегося внутрискважинного (пластового) давления для керна № 298 (скв. № 8 месторождения Тенгиз)



С начала 2000-х гг. созданная в Институте проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН специализированная установка позволяет определять изменения проницаемости кернов при их деформациях в 3D постановке (трехосное нагружение) [3]. При этом фильтрация пластового флюида реализуется как и в экспериментах Фэтта.

В 1980-х гг. в разработку вводилось уникальное месторождение Тенгиз. Под руководством одного из авторов были выполнены нетрадиционные эксперименты [4]. В них горное давление моделировалось давлением обжима кернов в 1000 атм. Лабораторная установка позволяла фильтрацию пластового флюида осуществлять при «пластовых» давлениях до 600 атм. Изменения же эффективного напряжения создавались в адекватном природе варианте – за счет изменения «пластового» давления. Один из результатов исследований представлен на **рис. 1**.

Эксперименты применительно к исследуемым изменениям пластового давления указали на рост проницаемостей (на **рис. 1** – коэффициента продуктивности) в несколько раз и на порядки. Эти результаты объясняются следующим образом. При росте эффективного напряжения в керне формируются микротрещины, а при снижении эффективного напряжения (повышении внутрискважинного давления) они раскрываются, что и приводит к росту проницаемости. Результаты экспериментов позволили авторам создать две технологии на уровне патентной новизны в 1987 и 1988 гг. [4].

Соответствующие лабораторные результаты, скорее всего, присущи лишь карбонатным коллекторам (на Тенгизе), обычно отличающимся определенной хрупкостью. Не исключено, что они реалистичны и для некоторых плотных терригенных коллекторов.

Природные проявления геомеханических процессов

Физикам и петрофизикам нефтегазонасыщенных пластов, а также ученым в области разработки месторождений нефти и газа обычно присуща следующая хребность – результаты лабораторных экспериментов «без зазрения совести» переносить на реальные объекты разработки. Понятно, что за неимением иной возможности они вынуждены проявлять такое дерзновение.

С нашей точки зрения, следует чаще обращать внимание на «природой поставленные натурные эксперименты». Ибо вместо точечных результатов (на основе керновых исследований) удастся получать интегрированные, практически достижимые данные по скважинам и месторож-

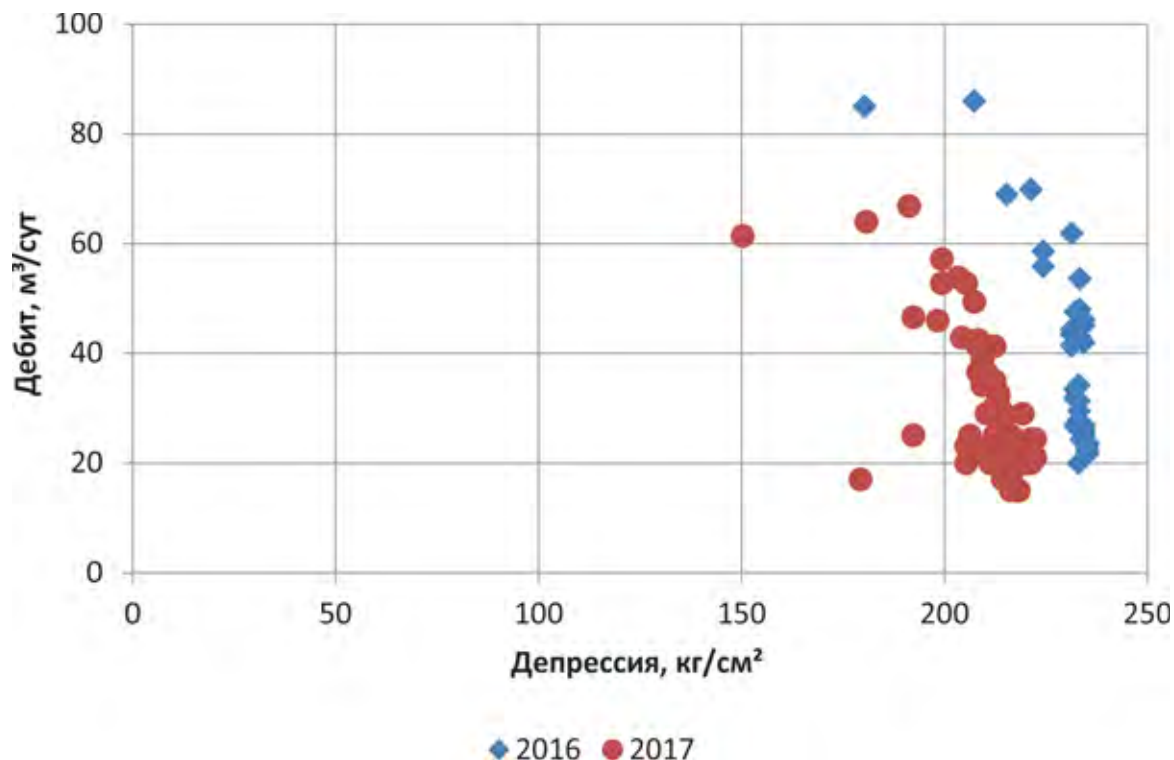


Рис. 2.
Зависимости дебита скв. № 1 от депрессии на пласт (в 2016 и 2017 гг.)

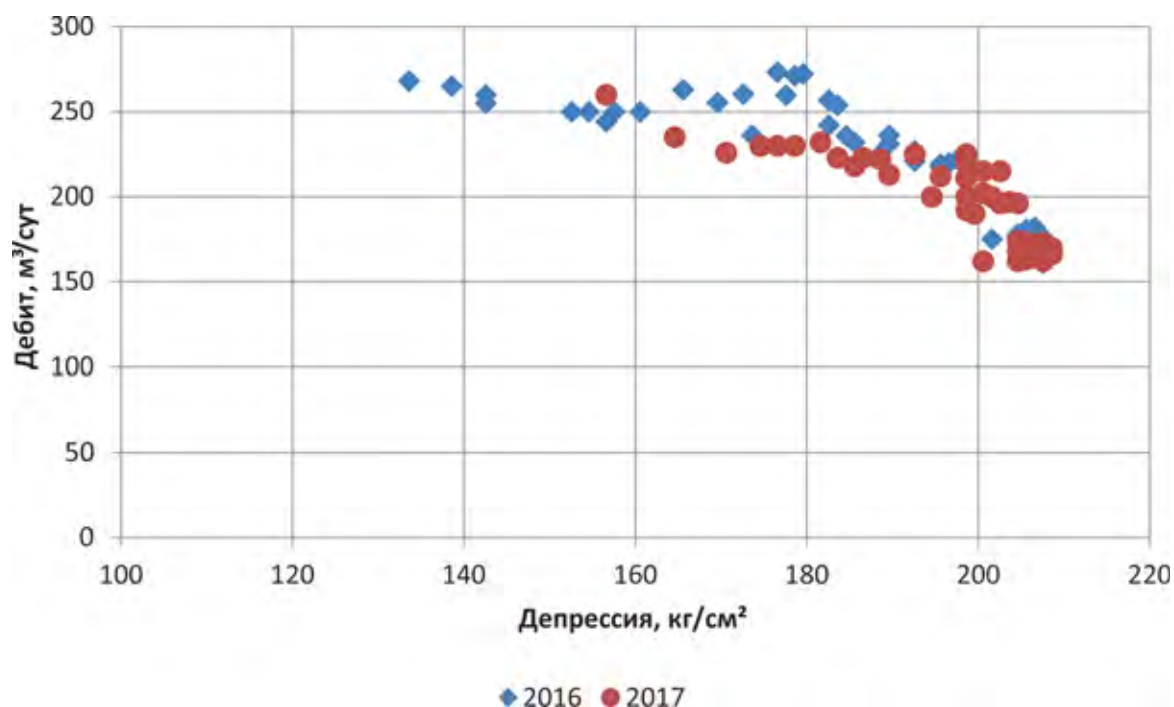
дению в целом. Приведем несколько поучительных примеров.

- Будущие деформационные процессы при разработке газового месторождения Зеварды удалось обосновать в адекватной, активной тех-

нологии в результате учета разных проницаемостей в скважинах двух куполов с разными начальными пластовыми давлениями [4, 5].

- Полезным является «природный эксперимент» на месторождении Лак (Франция) [6]. За

Рис. 3.
Зависимости дебита скв. № 2 от депрессии на пласт (в 2016 и 2017 гг.).



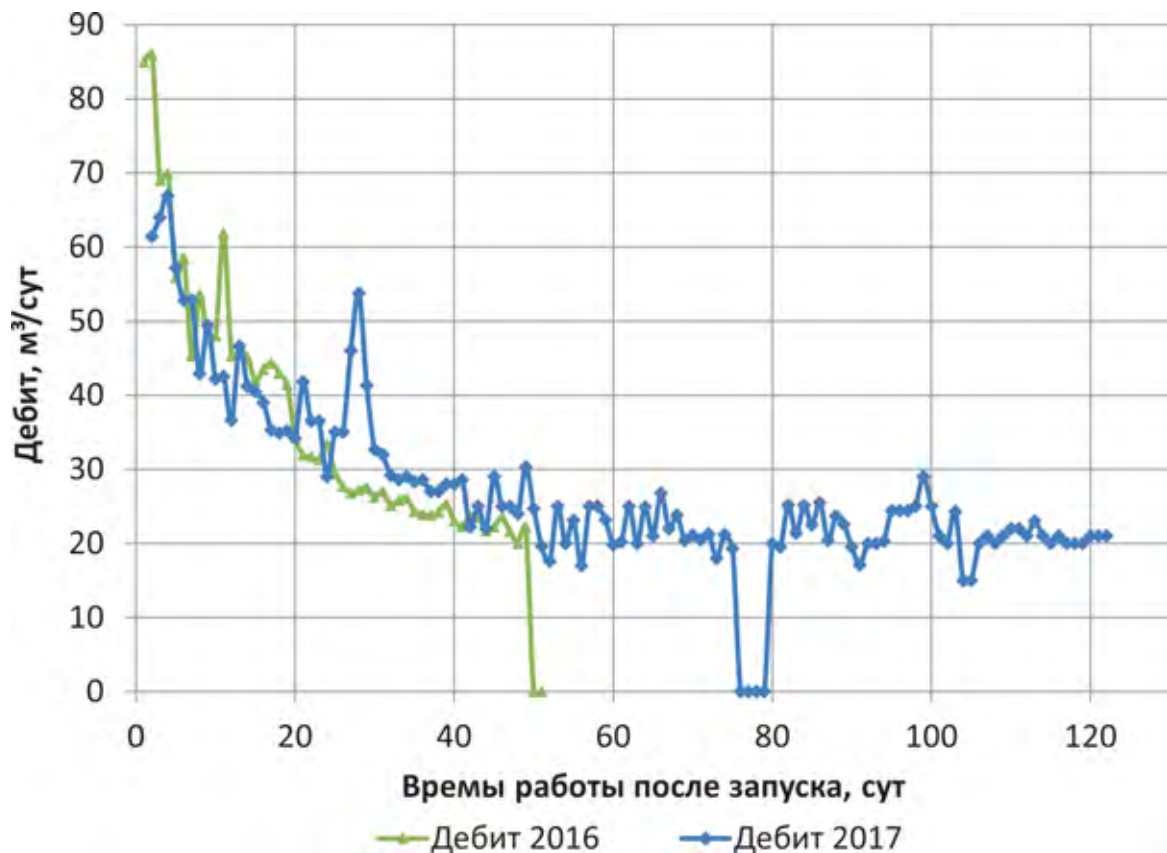


Рис. 4. Сопоставление динамики дебитов скв. № 1 в 2016 и 2017 гг.

40 лет разработки данного газового месторождения среднее пластовое давление снизилось примерно на 600 атм. Казалось бы, здесь должны были произойти (по Фэтту) значительные уменьшения продуктивности скважин. Однако они возросли в среднем в 20 раз. Авторы объясняют это тектоническими подвижками вследствие блокового строения продуктивного пласта. Как следствие – в месторождении имело место формирование новых трещин в карбонатных коллекторах.

- Почти за 50-летний период разработки уникального газоконденсатного месторождения Вуктыл пластовое давление снизилось на 300 атм. За это время продуктивность скважин осталась практически неизменной. Хотя вследствие разработки месторождения с карбонатным коллектором в режиме истощения смыкание трещин должно было бы приводить к снижению продуктивности скважин. Однако напрашивается вывод, что наряду со смыканием микротрещин происходил процесс формирования и новой техногенной трещиноватости коллектора.

- Удивительная ситуация была зафиксирована в пласте Ямна на участке Мариам одного из месторождений Украины [7]. Этот участок

разрабатывался с 1914 г. при расстояниях между скважинами 30–80 м. Дебиты скважин по нефти к 1957 г. составляли от 0,1 до 2,0 т/сут. Под руководством А.М. Григорьяна между эксплуатируемыми скважинами были пробурены многозабойные скважины. Они вступили в эксплуатацию с дебитами от 15 до 28 т/сут. Эти результаты оказались полезными для нас в связи с нашими доказательствами того факта, что значения КИН по многим месторождениям являются завышенными.

Поэтому авторы озабочены сейчас проведением ОПР по геомеханическим процессам на одном из месторождений нефти.

С другой стороны, невольно авторы стали недавно ожидать описываемые далее данные «природного эксперимента» на месторождении *N* с карбонатным коллектором. Это не запланированные эксперименты. Просто авторы «прозрели» на фактической, хотя и неполной, информации по двум скважинам.

Месторождение *N* находится в труднодоступных условиях и готовится к промышленной разработке. На сегодня отсутствует промысловая и внешняя инфраструктура. Поэтому добыча нефти из рассматриваемых скв. № 1 и 2 производится лишь в зимнее время.

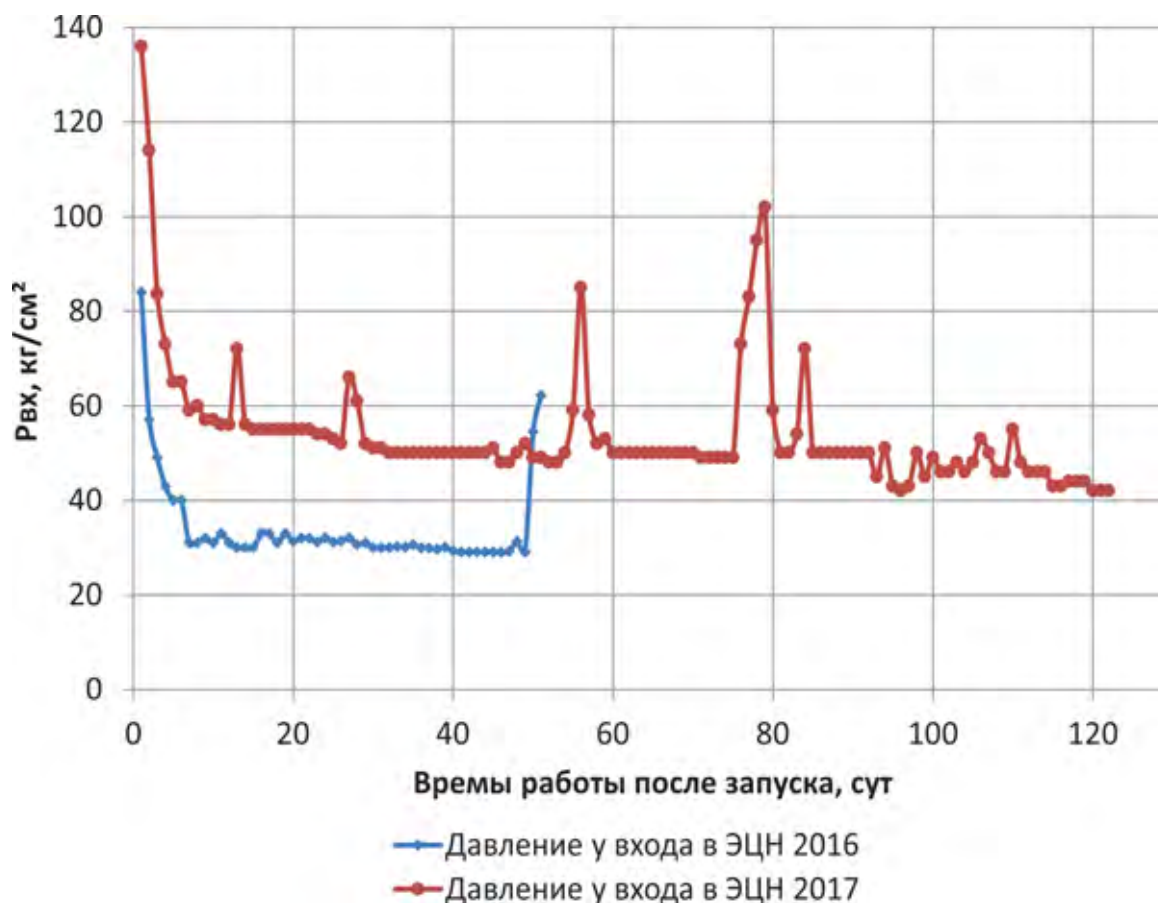


Рис. 5. Сопоставление динамики давлений у входа в насос при эксплуатации скв. №1 в 2016 и 2017 гг.

Скв. №1 и 2 привлекли наше внимание из-за своих зависимостей дебита нефти q от депрессии ΔP на пласт в 2016 г., приводимых на **рис. 2** и **3**. После получения аналогичных результатов по 2017 г., они были наложены на **рис. 2** и **3**.

Зависимость $q = f(\Delta P)$ по скв. №1 в 2016 г. указывала на резкое снижение дебита при увеличении депрессии на пласт. Данный факт авторы объясняют смыканием системы естественной трещиноватости.

Ясно, что в скв. №1, простоявшей затем несколько месяцев, пластовое давление должно было возрасти. Это привело к тому, что зависимость $q = f(\Delta P)$ по 2017 г. не совпала с данными 2016 г. А именно, в 2017 г. те же дебиты достигались при меньших депрессиях на пласт. Авторы объясняют полученные результаты тем, что по мере роста пластового (и забойного) давления происходило раскрытие ранее существовавших трещин, а также образование (и раскрытие) новых микротрещин.

Очевидно, что такие результаты необъяснимы с позиций методики керновых исследований согласно [2], зато они понятны при проведении

экспериментов с моделированием внутрипластовых процессов [3].

Ситуация со скв. №2 оказалась иной. А именно – зависимости $q = f(\Delta P)$ по данным 2016 и 2017 гг. совпали. Авторское объяснение заключается в следующем. Система трещин в 2016 г. не отреагировала на увеличение депрессии на пласт. Поэтому продуктивный коллектор по своим свойствам остался без изменений. То есть, в этой скважине искомым результатам можно достичь при иных, повышенных депрессиях на пласт.


Сказанное, например, по скв. №1 подтверждается данными, приводимыми на **рис. 4** и **5**.

В практике разработки обычных месторождений нефти искривления зависимостей $q = f(\Delta P)$ обычно объясняются процессами обводнения скважин, например, подошвенной водой, или разгазированием нефти при забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом. В рассматриваемых случаях данные факторы отсутствовали. В отдельных случаях искривления зависимостей $q = f(\Delta P)$ объяснялись деформационными процессами. Однако никогда не стремились получить результаты аналогичные к скв. №1 при длительном простаивании скважин.

Выводы

Фактические данные по двум скважинам подтверждают справедливость методики лабораторных исследований согласно [3], по крайней мере, на карбонатных кернах. С другой стороны, отсюда же следует перспективность технологии геомеханического воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Тем более, что соот-

ветствующие положительные результаты уже были получены, правда, на основе нескольких иных лабораторных экспериментов [3]. Как бы то ни было, а проведению ОНР целесообразно уделять внимание на любом объекте разработки.

При этом «природой поставленные эксперименты» заслуживают серьезного внимания, включая целенаправленные (комплексные) исследования скважин. 

Литература

1. Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. Добыча газа. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2003. 376 с.
2. Fatt I. The effect of overburden pressure on relative permeability. *Petrol. Trans. AIME*, Vol. 198, 1953, PP. 325-326.
3. Карев В.И. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин. Автореф. дисс... д-ра техн. наук. Москва, ИПМех РАН, 2010.
4. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна. 1998. 628 с.
5. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Петренко Е.И., Джалилов М.М., Самойлова А.Ф. Проектирование разработки газовых месторождений с АВПД. М.: ВНИИГазпром. 1979. 47 с.
6. Rolando J.P., Massonnat G.J., Grasso J.R., Odonne F., Meftani R. Characterization and modeling of increasing permeability while producing a gas fractured reservoir. SPE Paper 38711 presented at the ATCE. San Antonio, 1997, Oct. 5-8.
7. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. М.: Недра. 1969., 190 с.

UDC 553.98

S.N. Zakirov, Doctor of Technical Sciences, Professor, Chief Researcher of the Gas-oil-condensate Recovery Laboratory of Oil and Gas Research Institute of RAS¹

A.N. Drozdov, Doctor Technical Sciences, Professor of Department of Oil Field Development and Operation of Gubkin Oil and Gas University², Drozdov_AN@mail.ru

B.G. Alekseev, Deputy Director General for Field Development – Chief Geologist of LLC “Lukoil-Komi”³

A.V. Kolobanov, Head of Oil and Gas Field Development Department of LLC “Lukoil-Komi”³

¹3 Gubkin str., Moscow, 119333, Russia.

²65 Leninsky ave., 119991, Moscow, Russia.

³31 Neftyannikov str., Usinsk, Komi Republic, 169712, Russia.

Natural Manifestations of Geomechanical Processes

Abstract. The possibility of geomechanical processes in the development of oil and gas fields was recognized long ago. For they were associated with subsidence of the day surface, earthquakes above and near the fields being developed, complications in the drilling and operation of wells. Laboratory experiments on the changes in FES (filtration-capacitance properties) on the cores began, apparently, with a series of works by I.Fatt. His and other laboratory experiments have shown that when the effective pressure (the difference between the overburden and reservoir pressure) increases, the core porosity and permeability decrease. With an opposite decrease in the effective pressure, elastic, elasto-plastic or plastic deformations appear in the cores. However, in this case, for example, the value of permeability does not exceed the initial value. More correct laboratory experiments on the Tengiz field cores showed that with a decrease in effective pressure, the permeability coefficients may exceed their original values. However, it is obvious that if we rely only on single core studies in the project design, then we can come to negative consequences. This article considers the results of "natural experiments" regarding geomechanical processes at two production wells that occurred during periodic oil production.

Keywords: production well; periodic well operation; carbonate reservoir; geomechanical process and its impact on well productivity.

References

1. Strizhov I.N., Khodanovich I.E. *Dobycha gaza* [Gas production]. Moscow-Izhevsk, Institute of Computer Research Publ., 2003, 376 p.
2. Fatt I. The effect of overburden pressure on relative permeability. *Petrol. Trans. AIME*, Vol. 198, 1953, PP. 325-326.
3. Karev V.I. *Vliianie napriazhenno-deformirovannogo sostoianiia gornyykh porod na fil'tratsionnyi protsess i debit skvazhin* [Influence of stress-strain state of rocks on the filtration process and well rate]. Thesis of the diss. of doctor of technical sciences. Moscow, IPMekh RAN, 2010.
4. Zakirov S.N. *Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdenii* [Development of gas, gas condensate and oil and gas condensate fields]. Moscow, Struna Publ., 1998, 628 p.
5. Zakirov S.N., Korotaev Iu.P., Petrenko E.I., Dzhaliylov M.M., Samoilova A.F. *Proektirovanie razrabotki gazovykh mestorozhdenii s AVPD* [Designing the development of gas fields with an abnormally high reservoir pressure]. Moscow, VNIIEGazprom Publ., 1979, 47 p.
6. Rolando J.P., Massonnat G.J., Grasso J.R., Odonne F., Meftani R. Characterization and modeling of increasing permeability while producing a gas fractured reservoir. SPE Paper 38711 presented at the ATCE. San Antonio, 1997, Oct. 5-8.
7. Grigorian A.M. *Vskrytie plastov mnogozaboinymi i gorizonta'nnyimi skvazhinami* [Formation drilling by multi-hole and horizontal wells]. Moscow, Nedra Publ., 1969, 190 p.